
Puerto Iguazú, Argentina

XVI ERIAC
DECIMOSEXTO ENCUENTRO
REGIONAL IBEROAMERICANO DE CIGRÉ
17 al 21 de mayo de 2015


C1-26

Comité de Estudio C1 - Desarrollo de Sistemas y Economía

OPTIMIZACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES A NIVEL EUROPEO Y SU IMPACTO EN EL MERCADO IBÉRICO

J.L. FERNANDEZ*
Red Eléctrica de España
España

R. PEIRÓ
Red Eléctrica de España
España

C. DÁVILA
Red Eléctrica de España
España

R. LÓPEZ
Red Eléctrica de España
España

Resumen *–En este artículo se presenta el estudio de optimización de la localización de las energías renovables (EERR) que se ha realizado a partir del escenario denominado Visión 3 del Plan Decenal de desarrollo de la red de transporte europea TYNDP 2014 de la ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators).*

Después de una introducción a los aspectos principales del escenario seleccionado en lo que se refiere a las EERR, se formula el problema de la optimización de las capacidades instaladas de EERR, se indica el proceso de solución que se ha seguido y se presentan los resultados obtenidos.

A la vista de los resultados obtenidos, queda de manifiesto la importancia de que en el desarrollo futuro de las EERR en Europa se tenga en cuenta la optimización a nivel europeo de localización de EERR, en vez de hacerlo exclusivamente en base a visiones nacionales, razonable hasta ahora. Sin embargo, una vez alcanzados los niveles de penetración de EERR actuales, debe considerarse prioritario tratar de alcanzar los objetivos de política energética común europea al menor coste posible.

Palabras clave: Energía renovable, Eólica, Solar, Interconexiones, Expansión óptima del Transporte, Expansión óptima de la generación, Co-optimización del transporte y la Generación.

1 INTRODUCCIÓN: Escenarios Europeos Horizonte 2030 de ENTSO-E

ENTSO-E [1] es la asociación formada por 41 Operadores del Sistema de Transporte (TSOs) de 34 países europeos, cuya red tiene más de 305.000 km y suministra más de 3400 TWh/año a más de 500 millones de personas. Esta asociación se creó en 2009 como resultado del Tercer Paquete Legislativo de los mercados de gas y electricidad, de la Comisión Europea.
Una de las tareas asignadas a ENTSO-E por la regulación europea EC 714/2009 es publicar cada dos años un "Plan Decenal de Desarrollo de la Red de Transporte Europea" de carácter no vinculante. Su objetivo es dar una visión sintética y global del desarrollo de la Red de Transporte en Europa lo más actualizada posible, y que permita cumplir los objetivos energéticos europeos de seguridad de suministro, desarrollo sostenible del sistema mediante la integración de energías renovables y energía asequible para los consumidores europeos a través de una verdadera integración de mercados.
La Unión Europea establece una serie de objetivos de política energética para el horizonte 2020 [2] y una hoja de ruta 2050 [3] para la des-carbonización de la economía. Para identificar las necesidades del sistema eléctrico de potencia a nivel nacional y europeo acordes con dichos objetivos y hoja de ruta, es necesario

* Paseo Conde de los Gaitanes 177, La Moraleja, Alcobendas 28109 MADRID – joselfdez@ree.es

crear una serie de escenarios con diferentes horizontes temporales. Dada la cercanía del año 2020 ENTSOE define un único escenario para este horizonte temporal en base a las mejores predicciones/estimaciones de los TSOs Europeos. Por otra parte, dado que el horizonte 2050, es aún demasiado lejano, se establece un horizonte temporal intermedio sobre el que se puedan realizar previsiones plausibles, habiéndose elegido el año 2030. Para poder hacer frente a la gran incertidumbre existen hoy día sobre la situación energética europea en 2030, ENTSO-E ha decidido definir varios escenarios extremos, que se conocen como visiones, con la idea de que la realidad en 2030 deberá estar en algún punto intermedio. Así, ENTSO-E ha definido cuatro visiones o escenarios en base a parámetros como las condiciones económico-financieras, nivel de integración de renovables, evolución de la demanda, costes de combustible y de emisiones de CO2…etc. a los que se asignan diferentes valores según la visión. En [1] pueden encontrarse todos los detalles de los criterios utilizados para definir la generación y la demanda en estas visiones.

En lo que se refiere a la red, en todas las visiones de ENTSOE se modela la red europea mediante un nudo por país, interconectado a cada uno de sus vecinos mediante una determinada capacidad de intercambio (modelo de transporte). Las capacidades de intercambio de la visión 3 incorporan los desarrollos de interconexiones que los TSOs creen que estarían realizados en 2030 desde la misma perspectiva nacional con que han elaborado la previsión de energías renovables. En este estudio se han tomado estas capacidades de intercambio como valores fijos, puesto que se considera que las interconexiones consideradas han de realizarse, analizándose el ahorro de costes que se podría obtener simplemente instalando las fuentes de EERR en las mejores localizaciones.

2 CO-OPTIMIZACIÓN DE LAS CAPACIDADES INSTALADAS DE EERR Y DE LAS CAPACIDADES DE INTERCAMBIO

2.1 Planteamiento del problema y herramientas de resolución

El problema más general y completo de la Co-optimización de la Expansión de la Generación y del Transporte consistiría en determinar la expansión óptima de la generación y el transporte (conjunta) a realizar en un horizonte temporal de +10 a +30 años en el sistema analizado (en nuestro caso el sistema europeo). Por definición, la expansión óptima es aquella en la que, cumpliéndose todas las restricciones que se hayan considerado (límites en las emisiones de CO2, porcentaje de producción de EERR, demanda no suministrada inferior a…etc.), los costes totales de inversión y operación (CAPEX+OPEX) son mínimos. La formulación de este problema incluiría un modelo más o menos detallado de la red de transporte representando en cada uno de sus nudos toda la nueva generación potencial que pudiera instalarse en la zona geográfica correspondiente.

Un planteamiento de este tipo para el sistema europeo con un modelo de red que incluyese la red de 400 y 220 kV y los enlaces HVDC existentes en Europa sería inabordable hoy día (más de 10.000 nudos). Así, en el Proyecto e-highway [4] se propone reducir el tamaño de modelo de la red utilizando clusters y equivalentes de red para trabajar con un modelo de unos 100 nudos. En esta ponencia se utilizará la metodología habitualmente empleada en los estudios de ENTSOE para el TYNDPD. En primer lugar se realizan "estudios de mercado" en los que el sistema europeo se representa mediante un nudo único por país en el que se localiza toda la generación y toda la demanda del país y en el que la red se simplifica al máximo modelando las interconexiones de cada país con sus vecinos mediante enlaces con una capacidad de intercambio fija (modelo de transporte). Este modelo se utiliza en los estudios económicos asociados a la nueva generación potencial y a las nuevas interconexiones potenciales, en particular los análisis coste – beneficio (CBA) de las propuestas de nuevas interconexiones. En segundo lugar, estando ya fijadas la generación y las capacidades de intercambio, se realizan estudios detallados a nivel regional (3-8 países), con modelos de red completos en los que se determinan las mejores opciones de expansión del transporte (proyectos concretos de interconexiones o de refuerzos internos).

En lo que se refiere al horizonte temporal, el problema más general y completo de la Co-optimización de la expansión de la Generación y del Transporte se extendería hasta el final de la vida útil de la nueva generación y transporte, es decir, + 30 o + 40 años como mínimo. En los estudios del TYNDP antes mencionados se simplifica también el horizonte temporal, fijándose un año, el 2030 que es horizonte temporal establecido para los nuevos objetivos europeos de penetración de renovables, emisiones de CO2 y

eficiencia energética. En este estudio también se fija este horizonte temporal, imaginándose inicialmente que este único año de estudio pudiera representar toda la vida útil de la nueva generación y transporte. Ahora bien, dada la intermitencia de la producción de las EERR y la importancia que tienen estas en el horizonte objeto de estudio, se representa el problema en todas y cada una de las 8760 horas de funcionamiento anual del sistema.
Es bien sabido que los simuladores de mercado (comerciales o desarrollados internamente por los TSOs) resuelven el problema siguiente:

A: Minimizar Coste de generación térmica total del sistema europeo

Sujeto a:
- Ecuaciones de balance por nudo (país)
- Flujos por las interconexiones dentro de límites
- Producción hidráulica mensual total por nudo igual al dato conocido
- Producción de bombeo mensual total por nudo = Consumo de bombeo mensual total por nudo * Eficiencia (0,75)
- Restricciones de operación de las centrales térmicas (must run, tiempos y rampas de arranque, mínimos técnicos…todas ellas ecuaciones con variables discretas)

Las restricciones de operación de las centrales hidráulicas (caudal ecológico mínimo, caudal para riego…) se incorporan como datos al igual que la demanda y la producción en centrales no gestionables (EERR, cogeneración…). La gestión de la demanda se puede incorporar también según el modelo que se elija.

El problema **A** es un problema de programación mixta lineal-entera. Sin embargo, las variables enteras son solamente las referidas a las restricciones de operación de las centrales térmicas. El impacto de estas restricciones en el conjunto del problema es bastante limitado, siendo casi despreciable cuando el objeto de estudio es el análisis coste/beneficio de nueva generación EERR y de nuevas interconexiones. Por este motivo, definimos el problema **A1** igual al problema **A** pero sin las restricciones discretas de operación de las centrales térmicas. Así, el problema **A1** es un problema de programación lineal, de fácil resolución utilizando un programa comercial como CPLEX, por ejemplo.

El primer problema que se considera en esta ponencia es una simple extensión del Problema **A1** que denominaremos Problema **B1** y que queda formulado como sigue:

B1: Minimizar Coste de generación térmica total del sistema europeo

Sujeto a:
- Ecuaciones de balance por nudo (país)
- Flujos por las interconexión entre i y j <= MAXFlujo(i,j)
- Producción Eólica nudo i = Serie Eólica i * Capacidad Eólica i
- Producción Solar nudo i = Serie Solar i * Capacidad Solar i
- Capacidad Eólica total igual a la dada
- Capacidad Solar total igual a la dada
- ….

Donde MAXFlujo(i,j) es la Capacidad de Intercambio entre los países i,j, dato fijo del escenario objeto de estudio
La única diferencia entre el problema **B1** y el problema **A1** es la siguiente:

- La Capacidad eólica y la Capacidad Solar instalada en cada país, que eran datos en el problema **A1** pasan a ser variables de optimización (con límites máximo y mínimo) manteniendo el valor total instalado en el sistema europeo.

El segundo problema que se considera en esta ponencia es una extensión adicional del Problema **A1** que denominaremos Problema **C1** y que queda formulado como sigue:

C1: Minimizar Coste de generación térmica total del sistema europeo + Σ Cij * ADIC(i,j)

Sujeto a:
- Ecuaciones de balance por nudo (país)
- Flujos por las interconexión entre i y j <= MAXFlujo(i,j)
- Producción Eólica nudo i = Serie Eólica i * Capacidad Eólica i
- Producción Solar nudo i = Serie Solar i * Capacidad Solar i
- Capacidad Eólica total igual a la dada
- Capacidad Solar total igual a la dada

…

Donde MAXFlujo(i,j) es la Capacidad de Intercambio entre los países i,j, dato fijo en los problemas **A1** y **B1**, que aquí se convierten en variables de optimización mediante un simple cambio de variable. Las nuevas variables son las Capacidades de Intercambio Adicionales a las del escenario base. ADIC(i,j) es la Capacidad de Intercambio Adicional entre los nudos i y j y queda definida por:

MAXFlujo(i,j) = CapIntExistente(i,j) + ADIC(i,j)

Se consideran variables ADIC(i,j) continuas, a pesar de que los proyectos concretos representarían incrementos discretos en la capacidad de intercambio. El coste anual de la nueva Capacidad de Intercambio Adicional entre los nudos i y j es Cij * ADIC(i,j) y el coste anual total de todas las Capacidades de Intercambio Adicionales queda incorporado como sumando en la función objetivo. Es evidente que el resultado de la optimización en lo que se refiere a estas Capacidades de Intercambio Adicionales será ampliar las capacidades de las interconexiones todo lo posible siempre que el ahorro obtenido en coste anual de generación sea mayor que el coste anual del nuevo transporte.

La optimización conjunta de la expansión de la generación y del transporte ha sido denominada en la literatura anglosajona Co-Optimization Expansion Problem (CEP), término propuesto a modo de superación de los más conocidos Transmission Expansion Problem (TEP) y Generation Expansion Problem (GEP). Indudablemente, el problema **B1** es un problema del tipo GEP y el problema **C1** es un problema del tipo CEP.

2.2 Herramientas de resolución

Los problemas **A1**, **B1** y **C1** son problemas de programación lineal (PL). Se ha buscado plantear el problema de esta forma pues la PL es el problema de optimización más fácil de resolver y para el que se dispone de más y más potentes herramientas comerciales o gratuitas. Para ello, ha sido necesario considerar costes de producción lineales en las centrales térmicas (esto es una aproximación habitual), evitar todas las restricciones de tipo entero o discreto simplemente no teniéndolas en cuenta y convirtiendo las variables discretas en continuas (las capacidades de intercambio), dejando el problema de la discretización del resultado para más adelante. Téngase en cuenta que las decisiones finales sobre nueva capacidad de intercambio han de basarse en múltiples escenarios, nunca en uno solo:

- Es necesario considerar varias series anuales de producción eólica y solar (10 o más)
- Es necesario considerar varios escenarios de Generación Térmica
- Es necesario considerar varios objetivos de EERR a nivel Europeo
- Es necesario considerar varios costes de la nueva capacidad Eólica y Solar
- …..

Por este motivo, de nada serviría obtener soluciones discretas para cada escenario sino que, al contrario, la discretización hay que realizarla al final, teniendo en cuenta múltiples escenarios. Por tanto, al tomar como continuas las variables ADIC en realidad no hemos hecho una simplificación del problema que perjudica la precisión del modelo sino un tratamiento idóneo del problema.

En relación a la dimensión del problema, en comparación con el problema **A1** se han añadido unas 60-80 variables de expansión de la generación que en **A1** eran datos fijos y otras 30-60 variables de expansión del transporte (capacidades de intercambio adicionales). Este incremento en el número de variables no supone dificultad alguna para las herramientas de PL disponibles (CPLEX por ejemplo), que resuelven el problema para el sistema europeo en menos de 5 minutos en un PC estándar.

Si un TSO no dispone de una aplicación ad hoc para resolver el problema **B1** o el **C1**, le será siempre posible resolver el problema **B** o el **C** utilizando el simulador de mercado que utilice habitualmente para resolver el problema **A** y realizando un proceso iterativo de tipo gradiente como el que se ilustra en el apartado 3. Se recuerda que los problemas **A**, **B** y **C** son análogos a los **A1**, **B1** y **C1** respectivamente pero incluyendo las restricciones de operación de las centrales térmicas que son de tipo discreto y que los simuladores de mercado incluyen estas restricciones.

2.3 Hipótesis provisionales de costes de instalación y capacidades mínimas y máximas de EERR por países. Consecuencias en los resultados

En el problema **B** se ha considerado que los costes de instalación por MW de capacidad Solar son los mismos en todos los países europeos. Este supuesto está implícito en la formulación del problema y se ha elegido deliberadamente. Es obvio que en realidad los costes de instalación van a ser distintos en cada país (coste del terreno, de la mano de obra…). Sin embargo, por una parte datos fiables de costes reales de instalación por países no son fácilmente accesibles y, por otra parte, por razones políticas una solución al problema con costes iguales en todos los países puede ser de mayor interés.

En todo caso, es obvio que el problema planteado puede modificarse de manera muy sencilla estableciendo como restricción que el coste total de la inversión en Capacidad Solar sea igual al dado en lugar de que la Capacidad Solar instalada total sea la dada. Además, los resultados obtenidos (ver el apartado siguiente) muestran un desplazamiento de la capacidad Solar instalada inicial desde los países del centro y norte de Europa hacia los países del Sur del Europa. Dado que en los países del Sur los costes del terreno y de la mano de obra son inferiores a dichos costes en el centro y norte de Europa, la conclusión es que el resultado obtenido queda aún más justificado.

Igualmente, en el problema **B** se ha considerado que los costes de instalación por MW de capacidad eólica son los mismos en todos los países europeos. Cabe decir exactamente lo mismo que en el caso de la Solar. En este caso, los resultados obtenidos muestran más diversos desplazamientos de capacidad, siendo una evaluación en términos de coste total más difícil de efectuar.

Hay que añadir que en realidad la eólica se ha dividido en “Onshore” y “OffShore”, que la “Offshore” solo está disponible en determinados países y que se ha tratado como una tecnología totalmente diferente de la “Onshore”.

En lo que se refiere a las capacidades máximas de EERR por países, se han utilizado valores estimados de capacidad producible y no se han llegado a alcanzar en ningún caso. Por el contrario, se han tomado capacidades mínimas iguales al 10% de las existentes en el escenario. Esto no es totalmente realista porque en varios casos a día de hoy las capacidades instaladas ya superan ese 10%. Sin embargo, se ha considerado conveniente analizar la tendencia, a dónde llevaría una optimización extrema puesto que no se busca en este momento una solución realista (recuérdese que las visiones de ENTSOE son escenarios extremos).

3 RESULTADOS OBTENIDOS

Como ya se ha dicho, en este estudio se ha utilizado exclusivamente el escenario de ENTSOE denominado Visión 3 del TYNDP 2014 [5].

3.1 Problema resuelto número 1: Optimización de las Capacidades de EERR instaladas por país en el escenario Visión 3 del TYNDP 2014 manteniendo las capacidades de intercambio fijas

Siguiendo la nomenclatura adoptada en este estudio, se ha resuelto el problema **B**, utilizando para ello un método iterativo ad hoc de tipo gradiente. Cada iteración consiste en resolver un problema de tipo **A** con el simulador de mercado UPLAN y en calcular los movimientos en las capacidades de EERR instaladas a partir de los ingresos por MW instalado en cada tecnología, que son iguales a los costes de la generación térmica evitados por la energía producida por cada MW de EERR instalado.
Es evidente que para reducir el coste total del sistema manteniendo la capacidad total instalada de cada tecnología EERR se debe mover capacidad instalada en los países donde es menos eficiente a los países donde es más eficiente. Así, por ejemplo, se debe mover Eólica Onshore de U.K. e Irlanda a Grecia y Noruega; se debe mover Eólica Offshore de U.K. e Irlanda a Alemania y Holanda y se debe mover Solar PV de Suecia y Finlandia a España y Grecia. Se han realizado estos movimientos siguiendo un proceso iterativo que ha convergido en 14 iteraciones. En la figura 7 se representa la evolución del coste total de operación.

Es de resaltar que el <u>ahorro obtenido alcanza el 9,43% del coste total anual</u> de operación del escenario inicial, porcentaje que solo cabe calificar como de muy importante.

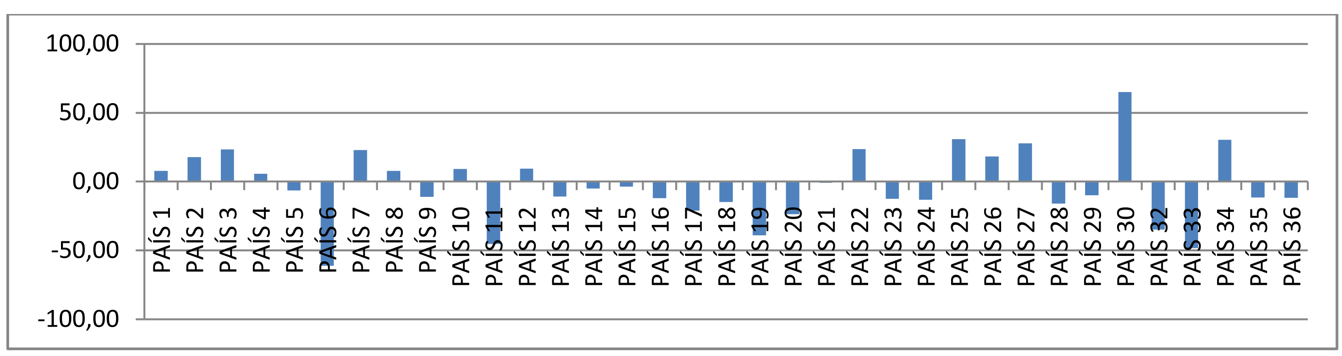


Figura 1: Ingresos por MW Eólica Onshore con respecto a la media (k€/MW instalado)

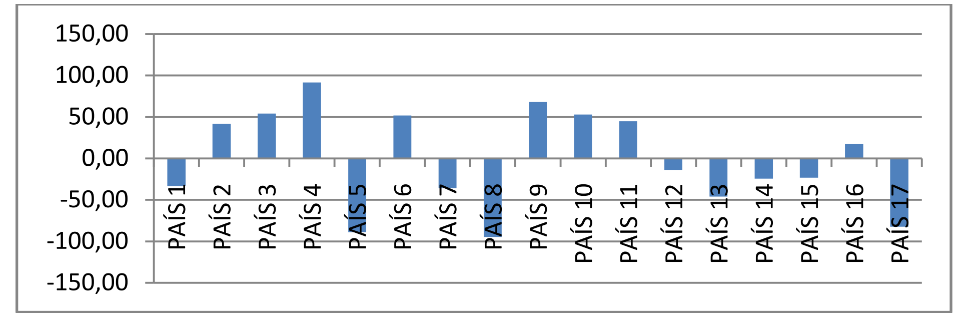


Figura 2: Ingresos por MW Eólica Offshore con respecto a la media (k€/MW instalado)

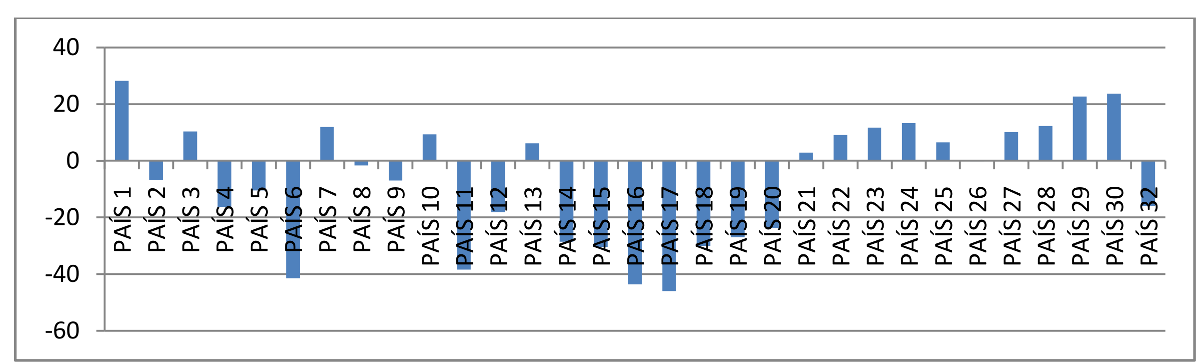


Figura 3: Ingresos por MW Solar PV con respecto a la media (k€/MW instalado)

Al haberse seguido un proceso iterativo, resulta conveniente evaluar la calidad del óptimo obtenido, que viene dada por la aproximación conseguida a las condiciones de optimalidad. En el óptimo los valores finales de los ingresos por MW son todos iguales y en la solución alcanzada se tienen los siguientes ingresos por MW instalado:

- Eólica OnShore: Valor medio 152,67 k€/MW; Desv Máx 6,7 k€/MW; σ = 1,64 k€/MW
- Eólica OffShore: Valor medio 280,48 k€/MW; Desv Máx 10,94 k€/MW; σ = 2,74 k€/MW
- Solar PV: Valor medio 99,43 k€/MW; Desv Máx 8,46 k€/MW; σ = 1,64 k€/MW

Queda, pues, de manifiesto que la solución alcanzada está realmente muy cerca del óptimo. La solución obtenida introduce los cambios en las capacidades instaladas de EERR que se muestran en las figuras 4, 5, y 6. Se observa que el cambio más importante se produce en Alemania donde se reduce sustancialmente la Eólica Onshore y la Solar PV pero se incrementa la Eólica Offshore. Los cambios en Francia son los segundos en importancia y su sentido es el opuesto, se incrementa la Eólica Onshore pero se reduce la Eólica Offshore aunque también se reduce la Solar PV. La Solar PV, que se ha reducido en Alemania y Francia, se incrementa en Italia y España. En U.K. se incrementa la Eólica Onshore pero se reduce la Eólica Offshore y la Solar PV. En los países de menor tamaño, los movimientos son similares. Todos estos cambios son fáciles de entender pues consisten, para cada tecnología, en llevar la capacidad instalada desde países donde el recurso renovable es menos eficiente a los países donde es más eficiente. Todo ello teniendo en cuenta el tamaño de la demanda y las limitaciones que impone la red (modelada mediante capacidades de intercambio entre países fijas).

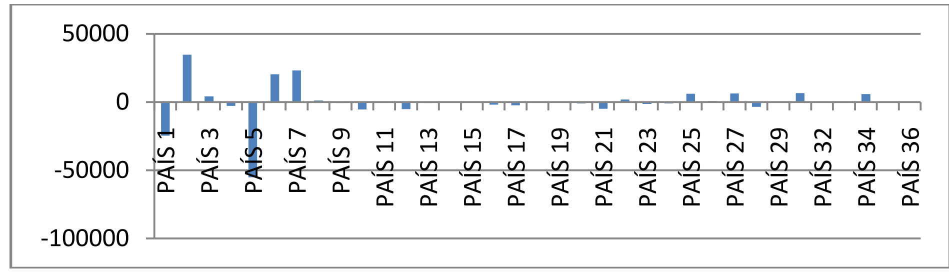


Figura 4: Cambio final (MW) en las capacidades instaladas de Eólica OnShore

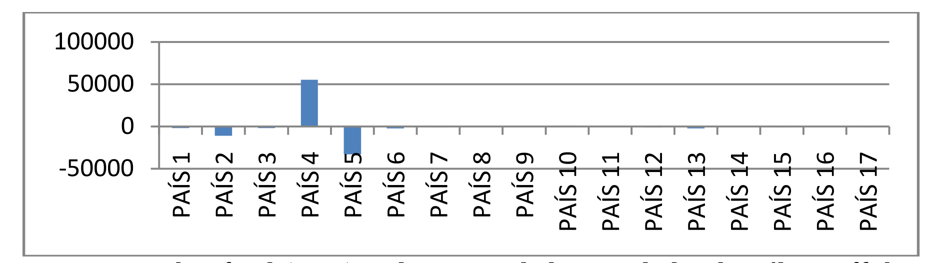


Figura 5: Cambio final (MW) en las capacidades instaladas de Eólica OffShore

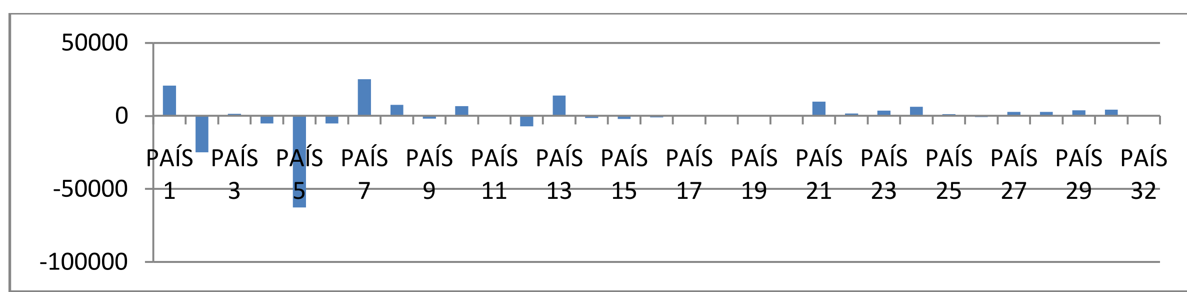


Figura 6: Cambio final (MW) en las capacidades instaladas de Solar PV

3.2 Problema resuelto número 2: Co-Optimización Transporte – Generación para las Capacidades de EERR instaladas por país y la capacidad de intercambio Mercado Ibérico – Resto de Europa

Aunque sería posible resolver el problema de la Co-optimización conjunta de la generación renovable (es decir, las capacidades instaladas de EERR en Europa) y del transporte en Europa (es decir, las capacidades de intercambio de todas las interconexiones de Europa) utilizando un proceso iterativo similar al anterior, se ha considerado preferible esperar a resolver ese problema con la herramienta para resolver el problema **B1** y **C1** que se está desarrollando. Sin embargo, resultaba fácil Co-optimizar la generación renovable y una sola de las capacidades de intercambio: la interconexión España – Francia, que es la de mayor interés para los autores.

Por tanto, se ha seguido un método iterativo idéntico al anterior partiendo de la solución del problema anterior, es decir, con las renovables localizadas óptimamente en Europa para las capacidades de intercambio dadas inicialmente y se ha analizado la situación inicial de la capacidad de intercambio España – Francia, con 6 GW de capacidad y un coste de restricción anual de 96,16 k€/MW (suma de los costes de restricción de las 8760 horas del año, coste de restricción igual al valor absoluto de la diferencia de costes marginales). Para nuevas interconexiones entre España y Francia se ha considerado un coste total de 1000 M€/GW y un coste anual de 80 M€/GW. Como la "renta de congestión" de la situación de partida es de 96,16 M€/GW, se debe incrementar la capacidad de intercambio.

Dado que, por razones de integración de mercado, existe el objetivo de alcanzar en 2030 una capacidad de intercambio con otros países del 15% de la capacidad de generación instalada y que ese valor significa alcanzar 18 GW de capacidad de intercambio entre España y Francia, se decidió incrementar hasta ese valor, lo que supone un aumento +12 GW con respecto a la situación inicial y un coste anual de 960 M€. Con este nuevo valor de la capacidad de intercambio España – Francia y todas las demás capacidades de intercambio en sus valores iniciales se ha realizado un nuevo proceso iterativo para optimizar la localización de las EERR en Europa que ha terminado después de 8 iteraciones adicionales. En la figura 7 se muestra la evolución de este segundo proceso iterativo junto con la del primero.

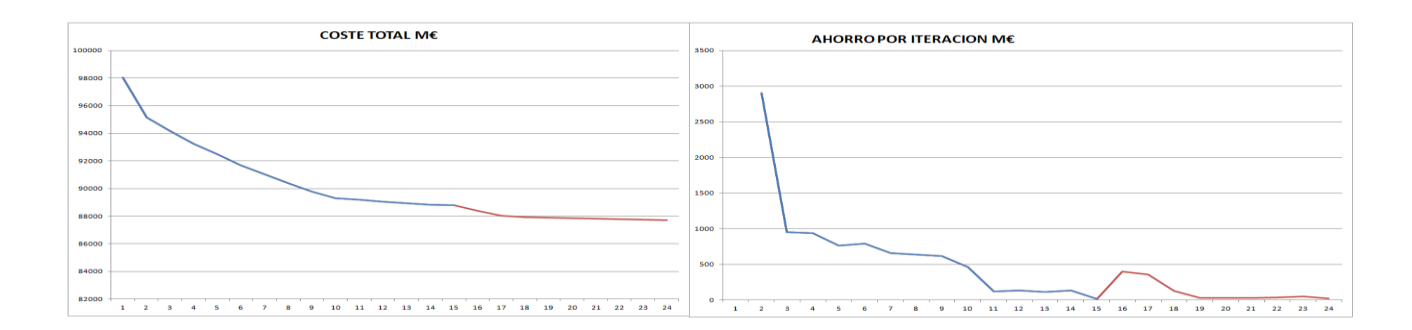


Figura 7: Reducción de costes en el proceso iterativo 1 (en azul) y 2 (en rojo)

Los resultados obtenidos presentan un ahorro adicional en costes totales de operación superior al coste anual estimado de la inversión en transporte y quedando, por tanto, un excedente adicional de aproximadamente el 11% de dicha inversión, excedente que podría justificar incrementos adicionales de la capacidad de intercambio España – Francia, por ejemplo hasta + 14GW, pero se ha considerado suficiente tomar el resultado obtenido como solución aproximada de este ejercicio.

Se observa que los movimientos principales se concentran, como era de esperar, en España y Francia. Concretamente, en España la Solar Sube 21 GW, hasta 72 GW, proviniendo de Italia (7GW), Polonia (5 GW), Francia (2GW, límite mínimo), Rumanía (2GW) y otros países. Por el contrario, la Eólica Onshore en España baja 17 GW (hasta 4700 MW, límite mínimo) y se van fundamentalmente a Francia (11 GW) e Italia (6GW). Los Otros movimientos son poco significativos, de 1 GW como máximo.

4 CONCLUSIONES

El estudio realizado permite afirmar que los beneficios que se podrían obtener al optimizar la localización de las EERR en Europa son muy importantes. La cifra obtenida, casi el 10% de los costes totales de operación es realmente importante. Este volumen de ahorro potencial a obtener al realizar esta optimización de la localización de las EERR es muy similar al obtenido en [5] para la interconexión Este de los Estados Unidos.

Los resultados obtenidos también están plenamente en línea con otros estudios de coordinación de inversiones en renovables para el sistema europeo existentes hasta el momento. Por ejemplo en [6] se evalúan entre 15.500 y 30.000 M€ los beneficios anuales (una vez descontados los mayores costes en inversiones adicionales en interconexiones) que se podría obtener en Europa en 2030 si se coordinasen las inversiones en EERR (un análisis más simple que la optimización que se ha presentado en este trabajo pues tiene en cuenta los “capacity factors” de las EERR pero no tiene en cuenta de forma precisa los costes de la generación térmica sustituidas por las EERR en cada una de las 8760 horas de funcionamiento del año).

A pesar de ello, los resultados para España obtenidos en [6] suponen un aumento de la capacidad solar instalada y una reducción de la capacidad Eólica Onshore instalada, es decir, exactamente lo mismo que se ha obtenido en este trabajo, lo que supone un refuerzo en la validez de estas conclusiones al haber sido obtenidas a partir de análisis tan diferentes.

5 REFERENCIAS

[1] Asociación de Operadores de Sistema de Transporte Europeos, ENTSOE, https://www.entsoe.eu/
[2] European Commission, Climate Action, EU Action, The EU climate and energy package: http://ec.europa.eu/clima/policies/package/index_en.htm
[3] European Commission, Climate Action, EU Action, Roadmap 2050: http://ec.europa.eu/clima/policies/roadmap/index_en.htm
[4] Proyecto e-highway: http://www.e-highway2050.eu/
[5] A. Liu, B. Hobbs, J. Ho, J. McCalley, V. Krishnan, M. Shahidehpour, Q. Zheng “Co-optimization of transmission and other supply resources”, Eastern Interconnection States’ Planning Council and National Association of Regulatory Utility Commissioners, September 2013.
[6] D. Newbery, G. Strbac, D.Pudjianto, P. Noël y L. Fisher, “Benefits of an Integrated European Energy Market”, Booz & Company, Julio. 2013, Final Report prepared for the EC.